

Министерство образования и науки Российской Федерации
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«САРАТОВСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ Н.Г.ЧЕРНЫШЕВСКОГО»

Кафедра «Геологии и геохимии
горючих ископаемых»

**«Геологическое обоснование доразведки залежей нефти черкашинской
свиты Верхнеказымского месторождения»**

АВТОРЕФЕРАТ ДИПЛОМНОЙ РАБОТЫ

студента 5 курса 551 группы

21.05.02 специальности прикладная геология

геологического факультета

Соловьева Евгения Владимировича

Научный руководитель

кандидат геол.-мин. н., доцент

_____ М. П. Логинова

Зав. кафедрой

доктор геол. -мин. н., профессор

_____ А.Д. Коробов

Саратов 2016

Введение

Одним из ведущих нефтегазодобывающих регионов России сегодня является Западно-Сибирский нефтегазоносный бассейн. В последние годы здесь открыты новые и разрабатываются старые месторождения, которые увеличивают ресурсную базу углеводородного сырья. Одним из таких месторождений является Верхнеказымское месторождение, открытое в пределах Верхнеказымского лицензионного участка в 1990 году.

Целью дипломной работы является обоснование доразведки залежей пластов AC_9 , AC_{10}^1 , AC_{10}^2 черкашинской свиты Верхнеказымского месторождения.

Положенный в основу работы фактический материал (результаты сейсморазведки, материалы бурения и испытания скважин, результаты лабораторных исследований керна, шлама, флюидов, опубликованные и фондовые источники) был собран в период прохождения преддипломной практики.

Дипломная работа состоит из введения, четырех глав, заключения и содержит 41 страницу текста, 1 таблицу, 4 рисунка, 7 графических приложений. Список использованной литературы включает 13 наименований.

Основное содержание работы

Открытию месторождений нефти и газа в Западной Сибири предшествовали многочисленные геолого-геофизические исследования территории. Интенсивность и объемы этих работ в разное время были различными. Современные представления о геологическом строении территории были получены вследствие проведения целого комплекса геолого-геофизических работ [1].

В период с 1947 года по 1957 год геолого-геофизические исследования носили региональный характер. В этот период были выполнены следующие работы: геологическая съемка (масштаба 1:1 000 000, 1:200 000), гравиметрическая съемка (масштаба 1:1 000 000, 1:200 000), аэромагнитная

съемка (масштаба 1:200 000, 1:50 000), аэросейсмические зондирования (масштаба 1:500 000). Перечисленные региональные работы послужили обоснованием для постановки площадных сейморазведочных работ МОВ и СЗ МОВ, по результатам проведения которых, получены сведения о глубинном строении района, проведено тектоническое районирование платформенного чехла и фундамента плиты и выделены объекты для детальных сейморазведочных работ, нацеленных на выявление перспективных на нефть и газ структур [2].

Значительное внимание изучению геологического строения района стали уделять после открытия Березовского газового месторождения. С 1960 г. стали бурно развиваться площадные и детальные сейсмические исследования масштабов 1:100 000 и 1:50 000, в результате чего было выявлено более 60 положительных структур, большая часть которых затем была изучена бурением.

С 1968 г. проводятся преимущественно детальные сейморазведочные работы масштаба 1:50 000, в комплексе с которыми ведется разведочное и эксплуатационное бурение.

С 1982 г. для поисков локальных поднятий, перспективных на нефть и газ, широкое распространение получили работы МОВ ОГТ, существенно увеличившие эффективность поисково-разведочных работ.

В пределах Верхнеказымского участка отработано 1339,6 пог.км сейсмических профилей. Плотность сети наблюдений на участке – 1.34 пог.км/км².

Глубокое поисково-разведочное бурение проводилось на изучаемом участке с 1989 года. Были пробурены скважины 60 и 61 на севере участка, 201 – на юге, но результата по открытию залежей они не дали. Но, поскольку исследуемая геологическая зона считалась перспективной, то поисково-разведочные работы продолжались.

В результате бурения первой поисковой скважины 40 открыто нефтяное месторождение Верхнеказымское в 1990 году. Скважины № 41, 44, 46 в 1991

году вскрыли палеозойские отложения. Скважины 36 и 37 пробурены с целью разведки залежей пластов АС₉ и АС₁₀, со вскрытием нижнемеловых отложений.

Плотность бурения – 110,88 км² на одну скважину, или 30,07 пог.м. на км².

В пределах Верхнеказымского лицензионного участка пробурено 10 поисково-разведочных скважин, но выявленные залежи отличаются сложным строением, пласты-коллекторы не выдержаны по площади, водонефтяной контакт по некоторым скважинам остается условным, значительная площадь запасов остается предварительно оцененной.

Основным объектом разработки по величине начальных извлекаемых запасов нефти является пласт АС₁₀¹, который испытан в четырех скважинах.

Таким образом, на рассматриваемом лицензионном участке были проведены исследовательские работы не только методами сейсморазведки, но и бурением, что позволяет сделать вывод о необходимости продолжить сейсмическую изученность района, доразведку выявленных залежей, провести оценку перспектив нефтегазоносности.

Описание разреза приводится по результатам бурения глубоких скважин Верхнеказымского месторождения, включая описание керна, шлама и ГИС.

Отложения платформенного чехла с угловым и стратиграфическим несогласием залегают на доюрском основании и представлены преимущественно песчано-глинистыми отложениями юрской, меловой и палеогеновой систем, повсеместно перекрытых четвертичными отложениями.

Геологический разрез Верхнеказымского участка представлен Отложениями платформенного чехла с угловым и стратиграфическим несогласием, которые залегают на доюрском основании(А), и представлены преимущественно песчано-глинистыми отложениями юрской, меловой и палеогеновой систем, повсеместно перекрытых четвертичными отложениями. Мезозойская эратема включает юрскую и меловую системы. Юрские отложения включают горелую, тюменскую, абалакскую и баженовскую свиты. Меловая система представлена отложениями ахской, черкашинской, алымской,

викуловской, ханты-мансийской, уватской, кузнецовской, березовской и ганькинской свит.

Формирование осадочного чехла в пределах Верхнеказымского месторождения происходило в типичных платформенных условиях, с унаследованным характером развития структурных форм от поверхности доюрского основания.

Результаты геолого-физических исследований свидетельствуют об унаследованности тектонического развития изучаемой территории, проявляющейся в тождественности структурных планов по различным горизонтам с тенденцией выполаживания структурных форм.

На отдельных участках Верхнеказымского месторождения отмечается несоответствие структурных планов продуктивных пластов по площади развития, что связано с зонами отсутствия коллекторов и их невыдержанностью. С пластами связаны ловушки литологического типа.

Согласно схеме нефтегазогеологического районирования Западно-Сибирской провинции Верхнеказымское месторождение, открытое в пределах Верхнеказымского лицензионного участка, относится к Юильскому нефтегазоносному району Фроловской нефтегазоносной области Западно-Сибирской провинции [3].

В разрезе Верхнеказымского месторождения нефтегазоносность установлена в пластах AC_9 , AC_{10}^1 , AC_{10}^2 черкашинской свиты нижнего мела.

Пласты AC_9 , AC_{10}^1 , AC_{10}^2 являются однотипными. Коллекторы пластов AC_9 , AC_{10}^1 , AC_{10}^2 представлены, в основном, мелкозернистыми песчаниками и разномзернистыми алевролитами аркозового, реже полимиктового состава [4].

Поскольку продуктивные отложения в пределах Верхнеказымского месторождения слабо охарактеризованы, то для характеристики коллекторских свойств пород продуктивных пластов по керну были использованы результаты исследования фильтрационно-емкостных свойств пород, как коллекторов, так и неколлекторов из интервалов пластов AC_9 месторождения имени Логачева Н. И., AC_{10}^1 и AC_{10}^2 Ватлорского месторождения.

Всего на месторождении в трех пластах выявлено пять залежей нефти.

Пласт АС₉

В пределах пласта выявлена одна залежь нефти.

Залежь в районе скважины №44П пластовая литологически ограниченная, расположена в юго-восточной части лицензионного участка. Размеры залежи 7,7х4,9 км, высота около 20 м.

Залежь вскрыта одной поисковой скважиной №44П на абсолютной отметке -2465.2 м.

Эффективная толщина пласта в скважине по данным ГИС нефтенасыщенна до подошвы и составляет 1.4 м. Средняя по залежи эффективная нефтенасыщенная толщина пласта составляет 0.7 м.

В разрезе скважины выделен один проницаемый пропласток, коэффициенты расчлененности и песчанистости равны 1.

Для пород-коллекторов пласта АС₉ среднее значение коэффициента пористости составляет 18.6 % (предел изменения 17-20.3 %). Проницаемость варьирует от $1.6 \cdot 10^{-3}$ до $2.5 \cdot 10^{-3}$ мкм² и в среднем составляет $2 \cdot 10^{-3}$ мкм². Водоудерживающая способность изменяется от 50.4 до 69.9 %, в среднем составляя 60.7 %.

При опробовании пласта в скважине №44П совместно с пластом АС₁₀¹ (интервалы а.о. -2463.8–2466.8 м и -2482.8-2497.8 м) получен приток нефти дебитом 9.6 м³/сут. при Н_{дин}=1134 м.

На стадии первоначальной оценки запасов подсчетные параметры, зависящие от свойств нефти и растворенного газа, для пластов группы АС₉₋₁₀ были приняты следующие: плотность дегазированной нефти 0.86 г/см³; пересчетный коэффициент 0.73; газосодержание 65 м³/т.

Как следует из материалов лабораторных исследований, в условиях пласта нефть относительно легкая (в среднем 735 кг/м³), маловязкая (0.93 мПа·с), с давлением насыщения нефти газом около 13 МПа, что значительно ниже пластового давления. Величина газосодержания при дифференциальном

(ступенчатом) разгазировании пластовой нефти составляет в среднем $104 \text{ м}^3/\text{т}$ при колебаниях от $102 \text{ м}^3/\text{т}$ до $109 \text{ м}^3/\text{т}$.

Пласт АС₁₀¹

В пределах пласта выявлена одна залежь нефти.

Залежь пластовая, литологически экранированная, приурочена к песчаному телу субмеридионального простирания, ограниченному с юга, востока и запада непроницаемыми породами, на севере залежь контролируется контуром нефтеносности. Размеры залежи $29.0 \times 12.7 \text{ км}$, высота около 39 м .

Значение коэффициента открытой пористости для пород-коллекторов пласта АС₁₀¹ изменяется от 15.8 до 22.6% , составляя в среднем 19.3% . Проницаемость варьирует от $0.7 \cdot 10^{-3}$ до $80.5 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ и в среднем составляет $9.7 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$. Среднее значение коэффициента водоудерживающей способности 50.4% (изменяется в пределах $43.6-57.2 \%$).

Залежь вскрыта двумя разведочными и четырьмя поисковыми скважинами на абсолютных отметках от -2469.9 м (скв. №40П) до -2504.7 м .

Эффективные толщины пласта во всех скважинах, по данным ГИС, нефтенасыщенны до подошвы и изменяются от 1.4 м до 9.2 м . Средняя по залежи эффективная нефтенасыщенная толщина пласта составляет 3.1 м .

Среднее значение ВНК принято условно по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине №36Р на абсолютной отметке -2508.8 м .

Пласт опробован в четырех скважинах, получены безводные притоки нефти дебитами от $5.4 \text{ м}^3/\text{сут.}$ при $H_{\text{дин}}=711 \text{ м}$ до $12 \text{ м}^3/\text{сут.}$ на 2 мм штуцере.

Пласт АС₁₀²

В пределах пласта выявлены три залежи нефти, в районе поисковых скважин №40П и 44П.

Залежь в районе скважины №40П пластовая, литологически экранированная, расположена в центральной части лицензионного участка. Размеры залежи $2.6 \times 2.2 \text{ км}$, высота около 5 м .

Залежь вскрыта одной поисковой скважиной №40П на абсолютной отметке -2529.5 м .

Для пород-коллекторов пласта AC_{10}^2 среднее значение коэффициента пористости составляет 20.1 % (предел изменения 15.7-26.7 %). Проницаемость варьирует от $0.8 \cdot 10^{-3}$ до $651.4 \cdot 10^{-3}$ мкм² и в среднем составляет $23.2 \cdot 10^{-3}$ мкм². Коэффициент водоудерживающей способности изменяется в пределах от 20.7 до 75.2 % и в среднем составляет 39.9 %.

Эффективная толщина пласта в скважине по данным ГИС составляет 4.0 м, эффективная нефтенасыщенная - 1.4 м. Средняя по залежи эффективная нефтенасыщенная толщина пласта составляет 1.7 м.

Среднее значение ВНК принято условно по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине №40П на абсолютной отметке -2530.9 м.

При опробовании скважины №40П получен приток воды дебитом 0.98 м³/сут. с пленкой нефти.

Залежь в районе скважины №42П пластовая, литологически экранированная, расположена в центральной части месторождения, восточнее залежи в районе скважины №40П. Размеры залежи 9.0x6.5 км, высота около 20 м.

Залежь вскрыта одной поисковой скважиной №42П на абсолютной отметке -2521.0 м.

Эффективная толщина пласта в скважине по данным ГИС составляет 16.7 м, эффективная нефтенасыщенная - 8.6 м. Средняя по залежи эффективная нефтенасыщенная толщина пласта составляет 4.4 м.

Среднее значение ВНК принято на абсолютной отметке -2538.4 м.

При опробовании скважины №42П получен безводный приток нефти дебитом 16.8 м³/сут. на 4 мм штуцере.

Залежь в районе скважины №44П пластовая, литологически экранированная, расположена в юго-восточной части месторождения. Размеры залежи 9.5x4.6 км, высота около 37 м.

Залежь вскрыта одной поисковой скважиной №44П на абсолютной отметке -2527.3 м.

Эффективная толщина пласта в скважине по данным ГИС нефтенасыщенна до подошвы и составляет 3.8 м. Средняя по залежи эффективная нефтенасыщенная толщина пласта составляет 1.8 м.

Среднее значение ВНК принято условно по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине №44П на абсолютной отметке -2537.3 м.

При опробовании пласта в скважине №44П получен приток нефти дебитом 1.5 м³/сут при Ндин=858.5 м.

На государственном балансе, с учетом оперативных изменений 2012 года, числятся запасы углеводородов по трем подсчетным объектам АС₉, АС₁₀¹ и АС₁₀² в количестве:

начальные геологические запасы:

нефти	19823 тыс.т по категории С ₁ ;
	60072 тыс.т по категории С ₂ ;

начальные извлекаемые запасы:

нефти	4956 тыс.т по категории С ₁ ;
	15018 тыс.т по категории С ₂ ;
растворенного газа	516 млн.м ³ по категории С ₁ ;
	1564 млн.м ³ по категории С ₂ ;

коэффициенты извлечения нефти:

	0.250 по категории С ₁ ;
	0.250 по категории С ₂ .

В целом по месторождению извлекаемые запасы нефти категории С₁ составляют 4956 тыс. т (24.8 %), от суммарных (категорий С₁+С₂) запасов месторождения. Основная доля запасов категории С₁ (4074 тыс. т или 82 %) содержится в пласте АС₁₀¹. Запасы нефти объекта АС₉ классифицированы по категории С₂ [5].

Геологические запасы нефти категории С₂ по пластам АС₉, АС₁₀¹, АС₁₀² составляют 60072 тыс.т (75.2 % от запасов месторождения).

Залежи пластов АС₁₀¹, АС₁₀², являются недостаточно изученными, поскольку их размеры, ввиду условно принятых ВНК являются неточными.

Строение продуктивного пласта АС₉ и приуроченные к нему залежи оцениваются условно, так как вскрыты только одной скважиной 44П. Значительная доля запасов залежей является предварительно оцененной по категории С₂.

Для уточнения строения залежей, их размеров, положения ВНК и приращения запасов нефти и растворенного газа промышленной категории рекомендуется бурение трех разведочных скважин №47Р, 48Р, 49Р.

Скважину 47Р рекомендуется заложить в северной части месторождения на расстоянии 4 км на север от скважины №40П и 4,5 км на северо-восток от скважины 42П. Проектная глубина 2610 м, проектный горизонт – пимская пачка.

Целью бурения рекомендуемой скважины является уточнение строения залежи пласта АС₁₀¹.

Задачами скважины являются:

- подтверждение модели строения залежи пласта АС₁₀¹;
- уточнение эффективных нефтенасыщенных толщин;
- уточнение ВНК, размеров и высоты залежи;
- уточнение характера развития продуктивного пласта по площади;
- уточнение емкостно-фильтрационных свойств;
- приращение запасов категории С₁.

Скважину 48Р рекомендуется заложить в центральной части месторождения на расстоянии 1,5 км на северо-восток от скважины 36Р. Проектная глубина 2590 м, проектный горизонт – пимская пачка.

Целью бурения рекомендуемой скважины является уточнение строения залежи пласта АС₁₀¹ в центральной части месторождения.

Задачами скважины являются:

- подтверждение модели строения залежи пласта АС₁₀¹;
- уточнение эффективных нефтенасыщенных толщин;
- уточнение количества продуктивных пропластков;
- уточнение характера развития продуктивного пласта по площади;

- уточнение емкостно-фильтрационных свойств;
- приращение запасов категории C_1 .

Скважину 49Р рекомендуется заложить в южной части месторождения на расстоянии 1,2 км на юго-восток от скважины 44П. Проектная глубина 2590 м, проектный горизонт – нижнечеркашинская подсвета.

Целью бурения рекомендуемой скважины является уточнение строения залежей пластов AC_9 , AC_{10}^1 , AC_{10}^2 в южной части месторождения.

Задачами скважины являются:

- подтверждение модели строения залежей пластов AC_9 , AC_{10}^1 , AC_{10}^2 ;
- уточнение эффективных нефтенасыщенных толщин;
- уточнение ВНК, размеров залежи пласта AC_{10}^2 ;
- уточнение характера развития продуктивных отложений по площади;
- уточнение емкостно-фильтрационных свойств;
- приращение запасов по категории C_1 .

В конструкции рекомендуемых скважин необходимо предусмотреть возможность перевода их в эксплуатационный фонд.

Заключение

Анализ материалов по геологическому строению и нефтегазоносности Верхнеказымского месторождения, собранных и изученных в процессе выполнения дипломной работы, позволяет сделать следующие выводы:

1. Значительное количество объектов, в том числе пласты AC_9 , AC_{10}^1 , AC_{10}^2 остались недоосвоенными из-за особенностей геологического строения, а именно многопластовости месторождения, что приводит, соответственно, к невозможности выделения во многих случаях промышленных категорий запасов.
2. Перспективы извлечения запасов промышленных категорий на месторождении не исчерпаны, о чем свидетельствует значительная доля запасов категории С2 (23%).

Таким образом, с учетом сложности строения залежей месторождения, выразившейся в литологической неоднородности продуктивных пластов, невыдержанности нефтенасыщенных толщин и коллекторских свойств пластов, преждевременно говорить о полном завершении разведочного этапа на Верхнеказымском месторождении рано.

Для решения поставленных задач по доразведке залежей пластов AC_9 , AC_{10}^1 , AC_{10}^2 рекомендуется бурение трех скважин. Также необходимо учесть перевод этих скважин в эксплуатационный фонд.

Список использованных источников

1. Рудкевич М.Я., Озеранская Л.С., Чистякова Н.Ф., «Нефтегазоносные комплексы Западно-Сибирского бассейна», Москва, Недра, 1988 г.
2. Чоловский И.П., «Спутник нефтегазопромыслового геолога», Москва, Недра, 1989 г.
3. Шпильман В.И., «Пояснительная записка к тектонической карте центральной части Западно-Сибирской плиты», Тюмень, 1999 г.
4. Конторович А.З., Нестеров И.И. Геология нефти и газа Западной Сибири. М, Недра, 1975 г.
5. Колотухин А. Т., Астаркин С. В., Логинова М. П., «Нефтегазоносные провинции России и сопредельных стран», Саратов, ООО Издательский Центр «Наука», 2013 г.